Office Canada-Nouvelle-Écosse
des hydrocarbures extracôtiers

Centre TD, 6e étage
1791, rue Barrington
Halifax (N.-É.) B3J 3K9

Standard : 902.422.5588 (24 heures)
Fax : 902.422.1799

Rapport annuel 06 07

06

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

07

Rapport
annuel
06
07

« Nous pouvons regarder vers l'avenir avec positivisme, sachant que nous visons tous le même objectif – optimiser nos ressources de façon sécuritaire et responsable sur le plan environnemental, pour les générations à venir. »
SAIPEM
7000
Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Rapport annuel

15 juin 2007

L'honorable Bill Dooks
Ministre de l'Énergie
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
Édifice de la Banque de Montréal, bureau 400
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

L'honorable Gary Lunn
Ministre des Ressources naturelles du Canada
Gouvernement du Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs les Ministres,

Conformément aux lois de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, et au nom du Conseil, il me fait plaisir de vous présenter le Rapport annuel, incluant les états financiers, de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, pour l'exercice financier s'étant terminé le 31 mars 2007.

Le tout respectueusement soumis,

Diana Lee Dalton

Diana Lee Dalton
Présidente du Conseil et présidente-directrice générale intérimaire

Table des matières

Rapport de la présidente du Conseil et présidente-directrice générale 4
1.0 Projet de développement du gisement de gaz naturel Deep Panuke 6
2.0 Santé, sécurité et environnement 8
2.1 Santé et sécurité 9
2.1.1 Statistiques sur les blessures 10
2.1.2 Projet énergétique extracôtier Sable 10
2.1.3 Forum international des organismes de réglementation 12
2.1.4 Sécurité en zone extracôtière 13
2.2 Environnement 13
2.2.1 Évaluations environnementales 14
2.2.2 Projet énergétique extracôtier Sable 14
2.2.3 Projet Cohasset - Démantèlement 15
2.2.4 Comité consultatif des pêches 15
2.2.5 Gestion intégrée de l'est du plateau néo-écossais 15
2.2.6 Fonds pour l'étude de l'environnement 16
2.2.7 Déversements et rejets 16
2.2.8 Surveillance des effets environnementaux 16
2.2.9 Élaboration de lignes directrices 17
3.0 Ressources et droits 18
3.1 Ressources 18
3.1.1 Estimation de la production et des réserves 18
3.1.2 Contrôle des projets 18
3.1.3 Activités d'exploration 18
3.1.4 Programme géophysique 19
3.1.5 Évaluation des ressources 19
3.2 Gestion des droits 19
3.2.1 Intérêts 20
3.2.2 Appels d'offres 20
3.2.3 Permis d'exploration 21
3.2.4 Attestations de découverte importante 23
3.2.5 Permis de découverte importante 24
3.2.6 Permis de production 24
3.2.7 Permis d'exploration 24
3.3 Nouvelle orientation stratégique 24
3.4 Archivage de données, centre de stockage et laboratoire 25
3.5 Centre de gestion des données 26
4.0 Retombées économiques industrielles 27
4.1 Plan de retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse 27
4.2 Comité d'examen des retombées économiques 27
4.3 Projet énergétique extracôtier Sable 27
4.4 Contrôle des retombées et rapport 28
4.5 Lignes directrices sur les retombées économiques industrielles 28
5.0 Administration 29
6.0 Biographies 31
7.0 États financiers 34

Rapport de la présidente du Conseil et présidente-directrice générale intérimaire

Au nom des membres de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, il me fait plaisir de faire état des activités réalisées par l'Office au cours de la dernière année.

Cette année, l'Office a reçu une demande relative à un nouveau développement. Une nouvelle demande d'approbation d'un plan de développement, et un plan de retombées économiques connexe, pour le projet Deep Panuke ont été soumis à l'Office en novembre 2006. Dans le cadre du processus d'approbation, l'OCNEHE a dirigé un groupe de travail chargé de concevoir un processus permettant d'étudier la demande en temps opportun. Ce groupe de travail est formé de différents représentants de ministères fédéraux et provinciaux qui jouent un rôle dans l'approbation du projet. L'esprit de coopération et le travail assidu de ces personnes assureront qu'un examen exhaustif sera effectué.

En mai 2006, l'Office a autorisé l'installation de la plate-forme de compression dans le cadre du projet énergétique extracôtier Sable. Ce projet a été réalisé au coût estimé de 500 000 000 $, l'investissement total s'élevant à près de 5,2 milliards de dollars.

Cette dernière année fut très occupée pour l'Office. Nous avons adopté un processus de gouvernance visant à assurer que les rôles et les responsabilités des dirigeants de l'Office sont clairs et bien compris de tous. Nous allons poursuivre ce processus l'année prochaine afin d'étudier nos procédures en ce qui a trait au processus décisionnel.

L'Office a décidé de fusionner le groupe de la santé, de la sécurité et des opérations au groupe de l'environnement afin d'assurer l'intégration plus efficace de leurs mandats respectifs. L'un des rôles clés de l'Office est d'assurer la sécurité de ceux qui travaillent en zone extracôtière. À cette fin, nous sommes toujours des partenaires du Forum international des organismes de réglementation, ce qui nous permet d'acquérir de l'information de pointe et des connaissances sur les nouvelles technologies. Nous sommes fiers d'avoir un personnel extrêmement bien formé et informé en matière de santé et de sécurité, connaissant les tendances et les mesures prises sur la scène internationale.

L'année dernière, le gouvernement du Canada, par l'intermédiaire du ministère des Ressources naturelles, et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, par l'intermédiaire du ministère de l'Énergie, se sont entendus pour financer l'agrandissement des installations d'archivage, de stockage des données et de laboratoire, à Dartmouth. Ces installations comprennent des archives de toutes les données géophysiques et géoscientifiques sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse acquises depuis la fin des années 1950. Nous avons entrepris l'agrandissement des installations et allons créer un centre de gestion des données de

classe mondiale, qui numérisera cette information et stockera les nouvelles données reçues. Cette information sera accessible sous format électronique, permettant à toutes les personnes intéressées par ces données géologiques de les consulter, partout dans le monde. Le but visé est de fournir la meilleure information géologique possible aux personnes souhaitant travailler dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Le centre devrait être opérationnel d'ici octobre 2007.

L'évaluation des ressources en hydrocarbures est l'une des principales responsabilités de l'Office, et nous avons l'intention d'être plus proactifs dans ce domaine au cours des prochaines années. Ainsi, l'Office comprendra mieux la géologie extracôtière et pourra partager ces connaissances avec de tierces parties.

Cette dernière année, nous avons procédé à l'examen des politiques de gestion des zones de l'Office afin d'évaluer notre compétitivité sur la scène internationale. Aussi, nous évaluons actuellement des façons novatrices de traiter la question de l'émission de droits afin d'assurer que nous agissons de façon efficace, juste et expéditive. De plus, cela vise à assurer que l'Office, dans le cadre de son mandat législatif, suit les développements réalisés dans d'autres juridictions en matière de réglementation.

Cette année, l'Office a établi de précieux contacts avec le Norwegian Petroleum Directorate, notre homologue en Norvège, et des organismes de réglementation en Australie et en Nouvelle-Zélande. Nous avons pu discuter des tout derniers développements dans ces juridictions et d'enjeux et de solutions communs. De plus, nous nous engageons à travailler avec l'Office de Terre-Neuve et Labrador afin d'assurer que nous trouvons conjointement des solutions à des problèmes communs. Toutes ces rencontres nous ont été très utiles, et nous allons poursuivre le partage d'information et les discussions.

Vous trouverez aux pages suivantes notre « histoire » en 2006-2007. Comme l'exigent les lois de mise en œuvre, nous présentons également nos états financiers et un rapport de vérification.

Cela dit, je crois que 2007 sera une bonne année pour l'Office. Nous pouvons regarder vers l'avenir avec positivisme, sachant que nous visons tous le même objectif – optimiser nos ressources de façon sécuritaire et responsable sur le plan environnemental, pour les générations à venir.

Diana Lee Dalton

Diana Lee Dalton
Présidente du Conseil et présidente-directrice générale intérimaire

« L'OCNEHE est responsable de l'exploration, du développement, de la production, de la transformation et du transport du pétrole dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. »

Projet de développement du gisement de gaz naturel Deep Panuke

1.0 Projet de développement du gisement de gaz naturel Deep Panuke

Le 28 août 2006, EnCana a soumis une description du projet de développement du gisement de gaz naturel Deep Panuke, ce qui a entraîné l'évaluation environnementale du projet en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Ensuite, le 9 novembre 2006, EnCana a demandé l'approbation réglementaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et de l'Office national de l'énergie (ONE).

L'évaluation environnementale et réglementaire du projet relève de divers ministères et organismes gouvernementaux. Dans le but d'assurer une coordination efficace, les gouvernements ont conclu un protocole d'entente sur « des évaluations environnementales et des processus réglementaires efficaces, coordonnés et simultanés des projets de mise en valeur des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse » (PE de concurrence) en février 2005.

Ce PE permet aux ministères et organismes, considérés comme les « autorités responsables » (AR) en vertu de la LCEE, de collaborer dans le cadre de l'évaluation des projets extracôtiers afin d'assurer un processus efficient, qui répond aux attentes de tous les intervenants, notamment l'industrie, le gouvernement et le grand public.

Les AR sont :

- L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
- Pêches et Océans Canada (MPO)
- Environnement Canada (EC)
- Industrie Canada (IC)
- Transports Canada (TC)
- L'Office national de l'énergie

Un document d'orientation provisoire sur l'évaluation environnementale souligne les différences entre le projet original soumis par EnCana en 2002 et la version actuelle, ce qui pourrait influencer l'évaluation environnementale. Le ministère de l'Environnement fédéral a approuvé l'évaluation proposée le 8 novembre 2006. L'évaluation se poursuivra en coordination avec l'examen réglementaire de l'OCNEHE et de l'ONE.

La commissaire nommée par l'OCNEHE et un membre de l'ONE ont procédé à l'examen public du projet proposé, avec l'aide d'un secrétariat. L'ONE est responsable des pipelines réglementés par le gouvernement fédéral au Canada, et participe donc principalement à l'examen de l'une des deux options de pipeline pour Deep Panuke. L'OCNEHE est responsable de l'exploration, du développement, de la production, de la transformation et du transport du pétrole dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

L'examen public englobait tous les aspects du projet Deep Panuke, notamment l'évaluation environnementale, les avantages pour le Canada et la Nouvelle-Écosse et la demande de plan de développement (DPD) de l'entreprise, offrant un guichet unique pour la participation du grand public.

Des séances de consultation publique ont eu lieu en novembre 2006 afin de permettre aux personnes intéressées d'en savoir plus sur l'examen réglementaire et de faire des commentaires sur le projet et la liste de points à considérer.

Du 5 au 9 mars 2007, la commissaire et le représentant de l'ONE ont tenu des audiences publiques sur les demandes du projet Deep Panuke. L'audience de la commissaire traitait de la DPD et du plan des avantages d'EnCana (et des documents connexes), alors que le représentant de l'Office national de l'énergie s'est concentré sur la demande de pipeline d'EnCana.

Maintenant que les audiences publiques sont terminées, la commissaire va rédiger et publier un rapport sur les avantages locaux, la DPD et d'autres questions relatives à l'accord. Le représentant de l'ONE préparera un rapport sur les résultats obtenus. Un rapport environnemental conjoint sera élaboré et remis aux AR.

Ensuite, les AR prépareront un rapport d'étude détaillé (RED) qui sera remis au ministre de l'Environnement et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (l'Agence). L'Agence coordonnera une dernière période de consultations publiques sur le RED. Après ces consultations, le ministre de l'Environnement rendra une décision sur l'évaluation environnementale. L'OCNEHE et l'ONE rendront ensuite une décision réglementaire sur le projet.

« La santé et la sécurité des travailleurs extracôtiers et la protection de l'environnement sont des considérations de premier plan pour l'OCNEHE... »

2.0 Santé, sécurité et environnement

La santé et la sécurité des travailleurs extracôtiers et la protection de l'environnement sont des considérations de premier plan pour l'OCNEHE quand il accorde des autorisations de travail. Quand il demande l'autorisation de réaliser des activités pétrolières extracôtières, l'exploitant doit démontrer que de solides systèmes de sécurité et de gestion environnementale sont en place. De plus, il doit démontrer qu'il a bien identifié les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement liés aux activités proposées, et que ces risques ont été évalués et pourront être atténués et gérés de façon appropriée.

Le tableau 1 présente un résumé des demandes d'autorisation de travail soumises et approuvées au cours de l'année civile. Le nombre de demandes a diminué par rapport aux années précédentes. Cependant, ExxonMobil a réalisé un très gros projet en 2006, avec l'installation d'une nouvelle plate-forme de compression autonome en plus de l'infrastructure existante du projet énergétique extracôtier Sable. Cette plate-forme, reliée à la plate-forme de production Thebaud, est la plus grosse des plates-formes extracôtières de la Nouvelle-Écosse.

Tableau 1 - Résumé des activités

Activité	Nombre de demandes approuvées 2004/05	2005/06	2006/07
Forage			
Programmes de forage autorisés	3	1	1
Permission de forer un puits	4	4a	
Études géophysiques, géotechniques et géochimiques			
Sismiques	2	1	-
Projet Cohasset – Étude d'emplacement	-	-	1
Études du fonds marin, études benthiques, évaluations géotechniques	2	-	-
Installations			
Demande de modification d'un puits	12	11	4
Demande d'autorisation :			
• Modification aux installations de Thebaud	-	-	1
• Transport et installation de la plate-forme de compression	-	-	1
• Raccordement et mise en service de la plate-forme de compression	-	-	1
• Pipeline/raccordement au gisement South Venture	1	-	-
• Treillis au gisement South Venture	1	-	-
• Hauts de plates-formes au gisement South Venture	1	-	-
• Raccordement et mise en service de la plate-forme South Venture	1	-	-
• Démantèlement/abandon du Projet Cohasset	-	1	-
Plongée			
Programmes de plongée autorisés	1	1	-
Production			
Autorisation de production (PEES) :			
• Renouvellement d'autorisation	1	-	-
• Examen pour l'ajout de la compression	-	-	1
Total	**29**	**19**	**10**

Note : a. Trois puits et un puits de déviation.

L'OCNEHE a un programme de contrôle efficace permettant de déterminer si les exploitants respectent les exigences réglementaires en matière de santé, de sécurité et d'environnement quand ils réalisent des activités pétrolières. Les exploitants doivent soumettre divers rapports à l'OCNEHE, fournissant de l'information sur le statut de leurs programmes de travail et confirmant le respect de diverses exigences réglementaires. Des rapports d'étape opérationnels sont soumis quotidiennement pour les activités de forage et de production, et de façon hebdomadaire pour les autres activités. Les rapports remis à l'Office sont étudiés par le personnel, qui vérifie s'il y a des problèmes de non-conformité et prend les mesures requises au besoin. De plus, l'Office vérifie régulièrement le compte rendu des réunions du Comité conjoint sur la santé et la sécurité au travail tenues en mer afin d'assurer que les exploitants prennent les mesures requises si des questions liées à la santé, à la sécurité ou à l'environnement sont soulevées.

Les exploitants sont tenus de signaler tout accident et autre incident dangereux survenant en mer. Ces accidents et incidents sont définis selon des critères précis. Dans tous les cas, l'Office s'assure que les exploitants ont pris des mesures appropriées pour bien comprendre les causes des accidents ou incidents, et les mesures requises pour éviter que cela se reproduise. L'Office étudie cette information, de même que l'information provenant d'autres sources indépendantes, afin de déterminer les tendances et points communs possibles et d'identifier des domaines d'amélioration.

Le personnel de l'OCNEHE effectue régulièrement des vérifications et des inspections sur le respect des exigences en matière de santé, de sécurité et d'environnement aux sites extracôtiers, ce qui comprend des inspections des bâtiments et des installations préalables à l'autorisation des activités. Au cours de la dernière année, l'Office a fait plus de dix visites de bâtiments et d'installations dans le cadre de ces vérifications et inspections.

L'OCNEHE applique une politique de conformité et d'application afin d'éviter les cas de non-conformité. Selon cette politique, l'OCNEHE s'attend à une conformité volontaire de la part des exploitants, mais d'autres mesures sont également possibles, notamment l'émission d'ordonnances, de directives ou d'avis ; la suspension ou la révocation des autorisations ; et les poursuites judiciaires.

2.1 Santé et sécurité

Les gouvernements provincial et fédéral continuent à finaliser les modifications proposées aux lois de mise en œuvre relativement à la santé et à la sécurité extracôtières. Pendant ce processus, les exigences de l'OCNEHE sur la santé et la sécurité au travail restent en place afin d'assurer la protection des travailleurs des plates-formes pétrolières et de diriger les exploitants. Ces exigences s'appliquent à toutes les activités autorisées par l'Office.

2.1.1 Statistiques sur les blessures

Au cours de l'année civile 2006, 977 548 heures-personnes ont été travaillées sous l'autorité de l'Office au large de la Nouvelle-Écosse. Au cours de cette période, 5 blessures invalidantes ont été déclarées. Selon ces données, la fréquence des blessures invalidantes dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse en 2006 était de 1,02 par 200 000 heures-personnes (voir le tableau 2).

Tableau 2 – Statistiques sur les blessures invalidantes pour le Rapport annuel 2006

Année	2002[1]	2003	2004	2005	2006	Moyenne
Nombre de blessures invalidantes*						
Installations	8	3	5	1	4	4,2
Bâtiments	7	5	3	1	1	3,4
Aviation	0	0	0	0	0	0
Total	**15**	**8**	**8**	**2**	**5**	**7,6**
Heures-personnes						
Installations	1 253 779	899 260	839 526	601 669	740 755	866 998
Bâtiments	868 105	960 609	785 857	163 877	182 173	592 124
Aviation	94 413	57 004	66 907	45 635	54 620	63 716
Total	**2 216 297**	**1 916 873**	**1 692 290**	**811 181**	**977 548**	**1 522 838**
Fréquence (par 200 000 heures-personnes)						
Installations	1,28	0,67	1,19	0,33	1,08	0,97
Bâtiments	1,61	1,04	0,76	1,22	1,10	1,15
Aviation	0	0	0	0	0	0
Total	**1,35**	**0,83**	**0,95**	**0,49**	**1,02**	**1,00**

*Le terme « blessure invalidante » désigne une blessure au travail ou une maladie professionnelle qui :
(a) empêche l'employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le ou les jours suivant celui où il a subi la blessure ou la maladie ; qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui,
(b) entraîne la perte totale ou partielle de la perte d'un membre de l'employé, ou la perte complète de son utilité, ou
(c) entraîne l'incapacité permanente d'une fonction corporelle.

[1]Modifié par rapport au Rapport annuel de 2002 en fonction de nouvelles informations.

2.1.2 Projet énergétique extracôtier Sable

Les activités de production se sont poursuivies au cours de l'année, conformément à une autorisation de production accordée par l'Office.

En mars 2006, l'Office a accordé à ExxonMobil l'autorisation d'exécuter un programme de plongée afin de réparer le pipeline de monoéthylèneglycol (MEG) de 8 cm reliant Thebaud à Alma, endommagé plus tôt dans l'année. Un autre élément de ce programme prévoyait l'essai non destructif de sections précises des pipelines de MEG servant d'autres plates-formes satellites afin de vérifier s'il y avait des défectuosités similaires à celle ayant causé le problème initial. Aucune n'a été trouvée. Le programme de plongée a été exécuté à l'aide d'oxygène fourni par un

bâtiment de soutien en position dynamique. Selon le processus d'évaluation/d'approbation de ce programme, l'exploitant devait se procurer un certificat d'aptitude pour le bâtiment et l'équipement de plongée, conformément à un document sur la portée des travaux approuvé par l'agent principal de la sécurité de l'OCNEHE. Ce processus prévoyait l'examen détaillé du programme afin de confirmer que les risques ont été correctement identifiés et évalués, et que les mesures de protection appropriées ont été prises.

Au cours de l'été, ExxonMobil a installé une plate-forme de compression reliée par un pont aux installations de traitement centrales de Thebaud. Cette nouvelle plate-forme autonome comprend une unité de compression avec une turbine à gaz (puissance estimée au site d'environ 37 800 horse-power), et du matériel de production et de séparation connexe. Les travaux liés à l'installation de cette nouvelle plate-forme ont été réalisés au titre de trois autorisations distinctes. La première couvrait les modifications requises aux installations de Thebaud pour permettre la connexion de la nouvelle plate-forme de compression.

Une deuxième autorisation a été accordée pour le transport et l'installation de la nouvelle plate-forme, ce qui comprenait un treillis à huit pattes traversées par des pieux, une unité de compression au haut de plate-forme, et un raccordement de 50 mètres de longueur. La plate-forme a été installée à l'aide du bâtiment grue de transport lourd Saipem S7000. La troisième autorisation a été donnée pour le raccordement et la mise en service de la nouvelle plate-forme.

Comme la production aux installations de traitement centrales de Thebaud s'est poursuivie pendant les travaux susmentionnés (sauf pendant les activités d'interface critiques), l'OCNEHE a accordé une attention considérable à l'examen et à la vérification des plans opérationnels simultanés de l'exploitant et aux travaux connexes.

En juillet, l'Office a suspendu l'autorisation de production (OP) à la plate-forme North Triumph. L'OCNEHE avait demandé à ExxonMobil d'installer un canot de sauvetage motorisé entièrement clôturé sur cette plate-forme satellite. Il n'a pas pu être installé avant décembre et, par conséquent, l'OP a été suspendue pendant la deuxième moitié de l'année.

En octobre, un agent de la sécurité a envoyé une ordonnance à ExxonMobil, lui demandant de réparer ou de remplacer les revêtements de pont endommagés afin d'éliminer les risques de glisser ou de trébucher aux plates-formes Thebaud et Venture. L'OCNEHE avait fait des inspections et constaté qu'à de nombreux endroits, le revêtement était endommagé ou inexistant et qu'il y avait des flaques d'eau dans les voies de sortie d'urgence et les zones de rangement des grues. Cette ordonnance a été émise quand on a jugé que la conformité d'ExxonMobil était insatisfaisante.

Un examen des résultats des vérifications et des inspections de l'Office et des rapports d'analyse de l'autorité de certification indiquait la nécessité de revoir la portée des travaux de l'autorité de certification en ce qui a trait à la validité des certificats d'aptitude émis pour chacune des installations liées au projet énergétique extracôtier Sable. Les certificats d'aptitude garantissent la conformité réglementaire de ces installations, attestant qu'elles peuvent être utilisées aux fins prévues, en toute sécurité et sans polluer l'environnement. L'agent principal de la sécurité de l'OCNEHE, qui doit approuver la portée des travaux, a

informé l'autorité de certification en décembre de la nécessité d'apporter des révisions. Alors qu'ExxonMobil réalisait un certain nombre de programmes d'entretien et d'inspection axés sur des risques qui n'avaient pas été pris en compte au début du projet, il fallait modifier la portée des certificats d'aptitude afin d'assurer que les activités réalisées étaient contrôlées de façon appropriée par l'autorité de certification.

2.1.3 Forum international des organismes de réglementation

La rencontre annuelle du Forum international des organismes de réglementation (IRF) a eu lieu en 2006 aux Pays-Bas. Ce forum permet aux organismes de réglementation de huit pays réalisant des activités d'exploitation pétrolière et gazière extracôtières (États-Unis, Royaume-Uni, Norvège, Pays-Bas, Canada, Brésil, Australie et Nouvelle-Zélande) d'échanger de l'information sur les points suivants :

· tendances en matière de santé et de sécurité extracôtières ;
· performance de l'industrie en matière de santé et de sécurité ;
· leçons tirées des incidents ;
· meilleures pratiques de l'industrie ;
· pratiques de réglementation ;
· efficacité des activités de réglementation.

Un groupe de travail de l'IRF poursuit l'élaboration d'une stratégie de réglementation sur le levage extracôtier. Cette initiative a pour but de réduire les incidents liés au levage de façon globale et de sensibiliser les travailleurs extracôtiers aux risques et aux mesures de contrôle liés aux activités de levage extracôtier. Des modèles de rapport d'inspection et d'enquête sur les incidents, et le matériel de formation connexe, ont été élaborés et mis à l'essai à l'intention des membres de l'IRF. L'OCNEHE a considérablement contribué à la préparation de ce matériel. Depuis, des inspections ont eu lieu dans diverses juridictions, à l'aide des méthodes recommandées par le groupe de travail. Les résultats des activités de vérification seront présentés à la 12e conférence sur les grues et le levage extracôtiers en Mer du Nord (North Sea Offshore Cranes & Lifting Conference), qui aura lieu à Stavanger, en Norvège, en mai 2007.

Un autre groupe de travail de l'IRF, responsable de l'évaluation de la performance, continue à recueillir et à analyser des données sur les incidents et les blessures, et à peaufiner les critères de rapport. Ces données ont été recueillies auprès des membres de l'IRF au cours des années civiles 2004 et 2005, et donnent un bon aperçu de la performance de l'industrie. Cependant, certaines lacunes doivent être comblées avant la publication de ces données.

L'intégrité des avoirs soulève d'importantes préoccupations dans de nombreuses juridictions, en particulier dans les zones plus matures, où des activités sont réalisées depuis longtemps. Par l'intermédiaire de l'IRF, l'OCNEHE peut profiter de l'expérience d'autres pays afin de donner suite aux questions sur l'intégrité liées aux installations extracôtières.

L'Association internationale des entrepreneurs de forage (IADC) et l'International Association of Oil and Gas Producers (OGP) on assisté à la dernière journée de la rencontre de l'IRF. Les discussions ont porté sur la nouvelle directive de l'IADC sur la santé, la sécurité et l'environnement globaux pour les unités de forage extracôtières mobiles et son application

potentielle en Amérique du Nord ; les améliorations requises à la collecte et au rapport de statistiques sur la sécurité ; et les partenariats permettant d'améliorer la performance globale en matière de sécurité.

En décembre 2007, l'IRF prévoit tenir la deuxième conférence internationale des organismes de réglementation sur la sécurité extracôtière. Le thème de la conférence sera l'amélioration de la sécurité extracôtière par la coopération internationale. Des responsables de la réglementation de tous les pays réalisant ou voulant réaliser des activités pétrolières et gazières extracôtières sont invités à faire part de leur expérience et à comparer les diverses approches réglementaires et la performance en matière de sécurité. Cette conférence, qui aura lieu à Miami, repose sur le succès de la première, tenue à Londres au printemps 2005.

2.1.4 Sécurité en zone extracôtière

Conformément au Programme national de fiabilité des infrastructures essentielles du gouvernement du Canada, l'OCNEHE continue à promouvoir des mesures visant à protéger la sécurité des installations réalisant des activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Des représentants de l'OCNEHE assistent à des rencontres semestrielles classifiées organisées à Ottawa par la Division de la protection des infrastructures énergétiques (DPIE) de Ressources naturelles Canada (RNCan), en collaboration avec le Service canadien du renseignement de sécurité (SCRS). Ces rencontres réunissent des intervenants du secteur énergétique ayant l'autorisation de sécurité appropriée, et font partie des activités de la DPIE visant à faciliter l'échange de renseignements classifiés entre les secteurs public et privé. De plus, la DPIE tient des rencontres semestrielles avec de hauts représentants des organismes de RNCan, notamment l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers, la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'Office national de l'énergie et Énergie atomique du Canada Ltée. Ces rencontres permettent d'assurer que ces organismes sont tenus informés des politiques et des initiatives du gouvernement fédéral sur la sécurité des infrastructures énergétiques critiques, et de partager de l'information sur des questions d'intérêt commun et les meilleures pratiques. En 2006, les questions de la préparation à une pandémie et de l'amélioration de la coordination de l'intervention d'urgence entre les divers ministères et organismes gouvernementaux ont été soulevées.

2.2 Environnement

Le mandat de l'Office prévoit notamment la protection de l'environnement au large des côtes pendant toutes les étapes du processus d'exploitation pétrolière, depuis l'exploration géophysique jusqu'à l'abandon.

L'Office est une autorité fédérale aux termes de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale et, à ce titre, respecte le processus d'évaluation environnementale prévu par la Loi. Dans toutes ses évaluations, l'Office doit respecter la Loi sur les espèces en péril (LEP) afin de protéger les espèces visées qui pourraient être touchées par les activités extracôtières. Il existe des protocoles d'entente avec Pêches et Océans Canada (MPO) et Environnement Canada (EC) pour garantir une réglementation efficace en matière environnementale.

2.2.1 Évaluations environnementales

Depuis juillet 2003, toutes les activités pétrolières et gazières extracôtières sont sujettes à des évaluations environnementales en vertu de la LCEE. Cela comprend des programmes de développement et d'exploration. Les évaluations menées avant juillet 2003 nécessitent un rapport de validation pour garantir que les conclusions de l'évaluation initiale tiennent toujours. Les évaluations environnementales faites ces dernières années sont présentées au tableau ci-dessous.

Tableau 3 - Évaluations environnementales de 2003 à 2007

Activité	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
Projets de développement	-	-	-	1
Exploration sismique	13	2	1 (validation)	1
Autres activités géophysiques et géotechniques	4	3	1	-
Programmes de forage	10	1	1 (validation	1
Évaluations environnementales stratégiques	1	-	1	-
Autre	1	1	-	-
Total	**29**	**7**	**4**	**3**

Le processus prévu par la LCEE s'est poursuivi cette année pour deux projets proposés par Canadian Superior Energy Inc., et pour le projet de développement gazier extracôtier d'EnCana à Deep Panuke (voir la section traitant du projet Deep Panuke). Canadian Superior a soumis des descriptions de projet pour des levés sismiques et des forages exploratoires près de la zone de protection marine du passage de l'île de Sable, dans les PE 2415, 2416 et 2409 (levés sismiques) et 2415 et 2416 (forage exploratoire) en 2006. L'évaluation environnementale des deux projets sera terminée en 2007.

La prise en compte des commentaires du grand public est un élément important du processus d'examen de la LCEE. Le degré de participation publique varie pour chaque projet. Un registre public affiché sur Internet et établi par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale fait le suivi de toutes les évaluations environnementales visées par la LCEE. Toutes les évaluations environnementales entreprises par l'Office dans le cadre du processus d'examen de la LCEE sont affichées sur ce site. De plus, l'Office affiche les descriptions de projet, les évaluations environnementales et la correspondance connexe sur son propre site public, au http://www.cnsopb.ns.ca/environment/registry.html (en anglais seulement). Le grand public peut faire le suivi d'une activité proposée, depuis la description du projet jusqu'à l'évaluation environnementale, consulter des documents et faire des commentaires à l'Office.

2.2.2 Projet énergétique extracôtier Sable

Le contrôle environnemental de ce projet est formé de deux éléments, la surveillance de la conformité et une étude de suivi des effets sur l'environnement (ESEE). La surveillance de la conformité, notamment le contrôle des niveaux de rejet, vise à assurer le respect de la réglementation, des directives, des conditions et de toutes les lois applicables. Les résultats des systèmes de surveillance à bord sont soumis à l'OCNEHE pour examen. Conjointement avec Environnement Canada, une vérification environnementale sur place des installations du projet Sable a été réalisée en 2006. Elle avait pour but de confirmer le respect des lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers.

ExxonMobil a réalisé une ESEE en 2006. Cette étude était axée sur les effets sur les poissons et les oiseaux et mammifères marins, et prévoyait une analyse de la toxicité de l'eau produite et le contrôle des émissions atmosphériques. Les résultats de l'ESEE annuelle sont soumis à l'OCNEHE pour examen au cours du premier trimestre de chaque année.

2.2.3 Projet Cohasset – Démantèlement

Le projet de forage pétrolier extracôtier Cohasset a été approuvé en 1990 et était le premier projet de ce genre au Canada quand la production a commencé en 1992. Le démantèlement final des installations de Cohasset a eu lieu en octobre 2005. En 2006, une étude de suivi d'un an a été effectuée à l'aide d'un véhicule téléguidé avec équipement vidéo, d'un sonar latéral et d'un sondeur de sédiment. Cette étude avait pour but de vérifier l'état de l'enfouissement de l'équipement abandonné. Les résultats ont indiqué que le processus d'enfouissement naturel se poursuivait comme prévu, et qu'il ne subsistait aucun risque d'accrochage.

2.2.4 Comité consultatif des pêches

Le Comité consultatif des pêches (CCP) de l'Office est formé de représentants de divers groupes du secteur des pêches, de Pêches et Océans Canada (MPO), du ministère de l'Agriculture et des Pêches de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada et du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse. Les membres du Comité donnent des conseils et font des suggestions dont l'Office tient compte dans le cadre des autorisations de travail, de la réglementation et des directives. Des rencontres ont lieu tous les trimestres, et des notes d'information sont distribuées, afin de permettre aux membres de discuter des projets prévus et d'autres activités pétrolières. Les membres du Comité sont informés de toutes les évaluations environnementales et invités à faire des commentaires à l'Office, qui en tient compte dans le cadre du processus d'examen.

2.2.5 Gestion intégrée de l'est du plateau néo-écossais

L'Office participe toujours à l'initiative de Gestion intégrée de l'est du plateau néo-écossais (GIEPNE). Cette initiative, qui relève du MPO, prévoit une approche de planification et de gestion commune et intégrée de l'utilisation et des intérêts de l'océan sur la côte est de la Nouvelle-Écosse. En 2006, l'OCNEHE a continué à collaborer avec le MPO à l'initiative de GIEPNE en siégeant au conseil consultatif des intervenants (CCI) de la GIEPNE, au groupe de travail fédéral-provincial sur la GIEPNE , au comité régional de gestion de l'océan (CRGO), et au comité de planification du forum sur la GIEPNE.

Un plan de gestion intégrée de l'océan pour l'est du plateau néo-écossais (2006-2011) a été mis au point au troisième trimestre de 2006. Il s'agit d'un plan stratégique pluriannuel visant à donner des directives et à assurer un engagement à long terme pour la gestion intégrée, axé sur l'écosystème et adaptable à toutes les activités maritimes réalisées dans les zones de planification ou liées à celles-ci. Il sera soumis au ministre des Pêches et Océans pour examen en vertu de la Loi sur les océans en 2007.

2.2.6 Fonds pour l'étude de l'environnement

L'Office est membre du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), formé de représentants des gouvernements, des organismes de réglementation, de l'industrie et du grand public. Les recherches sont financées grâce aux droits acquittés par des sociétés pétrolières et gazières qui exploitent des installations ou qui souhaitent exécuter des programmes d'exploration et de mise en valeur. Ces ressources aident à financer des études sur les méthodes d'exploration, de mise en valeur, de production et de retrait à utiliser dans le secteur pétrolier et gazier. Il est tenu compte des effets environnementaux, sociaux et économiques de chaque activité. Le conseil de gestion, qui compte douze membres, établit les priorités, les budgets et les protocoles de développement. Cette année, les priorités de recherche comprennent l'évaluation des effets des activités sismiques sur les invertébrés, les effets des dépôts pétroliers luisants sur les oiseaux marins, le sort et le transport des boues de forage, et l'évaluation de la toxicité de l'eau produite et son impact environnemental.

2.2.7 Déversements et rejets

L'Office fait enquête sur les conséquences environnementales potentielles de chaque déversement et rejet accidentel découlant des activités pétrolières et gazières extracôtières. Les déversements et rejets doivent lui être signalés dans les 24 heures. De plus, l'Office étudie les déversements afin d'identifier toute tendance qui pourrait s'établir. Les préoccupations environnementales sont entre autres l'impact potentiel des produits pétroliers de surface sur les oiseaux marins, et l'impact des déversements sur l'habitat marin. Le tableau suivant dresse la liste des déversements survenus au cours de l'exercice financier de 2006.

Tableau 4 - Déversements et rejets en 2006-2007

Produit	Moins de 1l	1-10l	11-150l	Plus de 150l	Total
Condensat	-	1	-	-	1
Boues synthétiques	-	-	-	-	-
Pétrole léger	4	2	3	1	10
Produits chimiques	-	-	-	1	1
Produit synthétique pétrolier	-	-	-	-	-
Total	**4**	**3**	**3**	**2**	**12**

Deux enquêtes sur des déversements étaient en cours en 2006 ; une sur un déversement de diesel survenue en août 2004 et une autre sur un déversement de monoéthylèneglycol (MEG) survenue en janvier 2006. À la conclusion de l'enquête sur le déversement de diesel, des poursuites ont été entamées et l'affaire est maintenant devant les tribunaux. L'Office présentera ses conclusions sur le déversement de MEG à la fin de l'enquête.

2.2.8 Surveillance des effets environnementaux (SEE)

Dans le cas des activités extracôtières du secteur pétrolier, la SEE comprend des recherches scientifiques sur les effets des activités du secteur pétrolier sur l'environnement. Au nombre des programmes de SEE mis en œuvre au cours de l'année, notons le programme de SEE 2006 du

projet énergétique extracôtier de l'île de Sable d'ExxonMobil. Les résultats du programme de SEE 2005 de Hunt Oil, découlant d'une étude de levés sismiques 2D menée au large du Cap Breton, dans la région de Sydney Bight, ont été soumis en 2006.

En 2005, un cadre de SEE a été conçu conjointement par l'OCNEHE, l'ACEE, le MPO et EC. Ce cadre vise à renforcer la coopération et la coordination entre le gouvernement, les organismes de réglementation et l'industrie au moment de la conception, de la mise en application et de l'examen des programmes de SEE en ce qui a trait au secteur pétrolier et gazier au large de la Nouvelle-Écosse.

2.2.9 Élaboration de lignes directrices

L'Office continue à élaborer des documents d'orientation sur diverses questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement, ou à participer à leur élaboration. En 2006, il s'agissait entre autres des suivants :

- **Environnement physique extracôtier**

  Les lignes directrices sur l'environnement physique extracôtier, élaborées à l'origine par l'OCNEHE, l'OCTLHE et l'ONE en 1994, ont été revues par les trois offices. Cette initiative était dirigée par l'OCNEHE, dans le cadre d'un processus consultatif avec des représentants de l'industrie, des gouvernements et de l'International Ice Patrol, et des conseillers. La révision était jugée nécessaire en raison des pratiques et des technologies changeantes. L'approbation et l'émission sont prévues en 2007.

- **Exploitation pétrolière dans la zone extracôtière de l'est du Canada – Pratiques de levage sécuritaires**

  L'Office a participé à la préparation d'un document sur les pratiques de levage sécuritaires dans la zone extracôtière de l'est du Canada, et soutient activement ce document. Un comité formé de représentants de l'industrie et des organismes de réglementation, parrainé par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), a préparé une version finale à la fin de l'année. Le document a été soumis à divers intervenants pour un examen final, et l'ACPP devrait en autoriser la distribution et la mise en application au cours du deuxième trimestre de 2007.

- **Industrie pétrolière dans la zone extracôtière de l'est du Canada – Secours, évacuation et sauvetage**

  Une ébauche de ce guide a préalablement été préparée par un comité formé de représentants de l'industrie et des organismes de réglementation, parrainé par l'ACPP. Il vise à aider les exploitants dans le cadre des activités de secours, d'évacuation et de sauvetage en mer en précisant les principaux objectifs de l'intervention d'urgence pour les secours, l'évacuation et le sauvetage (SES). Les intervenants devraient finaliser ce guide en 2007 pour qu'il soit approuvé et distribué.

« Le mandat de l'Office prévoit la gestion des ressources et des droits pétroliers, de même que la collecte et la distribution de données. »

Ressources et droits

3.0 Ressources et droits

Le mandat de l'Office prévoit la gestion des ressources et des droits pétroliers, de même que la collecte et la distribution de données. La politique sur l'émission de droits ou de permis est régie par la Partie II des lois de mise en œuvre, inspirées de la Loi fédérale sur les hydrocarbures. Tous les ans, les gouvernements fédéral et provincial revoient l'administration du processus d'émission des permis afin d'assurer qu'il soutient et respecte le plan stratégique de l'Office.

3.1 Ressources

3.1.1 Estimation des réserves

Le taux de production moyen du projet énergétique extracôtier Sable a été de 10,3 millions de mètres cubes par jour (362 millions de pieds cubes) au cours de la dernière année financière, comparativement à 11,5 millions de mètres cubes (406 millions de pieds cubes) l'année précédente. La production totale pour l'année financière a été de 3,7 milliards de mètres cubes (132 milliards de pieds cubes), comparativement à 4,2 milliards de mètres cubes (148 milliards de pieds cubes) auparavant. La production totale jusqu'à présent s'élève à 32,4 milliards de mètres cubes (1 143 milliard de pieds cubes). Le partage entre les gisements est de 31,4 %, 29,5 %, 16,9 %, 13,3 % et 8,9 % respectivement pour Thebaud, Venture, North Triumph, Alma et South Venture.

Les réserves prévues n'ont pas été revues depuis l'année précédente. Les réserves originales précisées dans le plan de mise en valeur sont de 129,3 milliards de mètres cubes (4,6 billions de pieds cubes) avec une fourchette de 57,1 à 217 milliards de mètres cubes (2,9 à 7,7 billions de pieds cubes). On estime à 90 % la possibilité que la valeur la plus faible, P90, soit dépassée et à 10 % la possibilité que la valeur P10 soit dépassée. Les prévisions quant aux quantités de gaz récupérables étaient de 84,3 milliards de mètres cubes (3 billions de pieds cubes), avec une fourchette de 32,3 à 145,1 milliards de mètres cubes (1,1 à 5,1 billions de pieds cubes). La déclaration publique la plus récente sur les réserves a été faite par Shell en janvier 2004. Les estimations de gaz récupérable étaient de 38,9 milliards de mètres cubes (1,4 billion de pieds cubes). Chacun des partenaires fera ses propres estimations des volumes, et celles-ci pourraient fluctuer pendant toute la durée de vie du projet, au fur et à mesure que des renseignements additionnels seront obtenus.

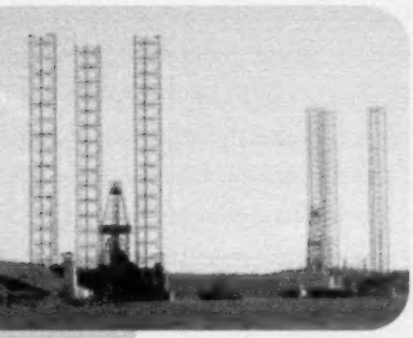
3.1.2 Contrôle des projets

L'Office surveille les activités d'exploration et d'exploitation afin d'assurer la préservation maximale des ressources et le respect de la réglementation. Il s'acquitte de cette fonction en contrôlant la production et le rendement des gisements, en communiquant régulièrement avec l'exploitant et en examinant toutes les demandes d'autorisation dans une optique de préservation des ressources. S'il y a lieu, il réalise des études techniques pour valider les propositions et les activités de façon indépendante.

3.1.3 Activités d'exploration

Aucun puits d'exploration n'a été foré au cours de la période de rapport. Un puits de développement, Alma 3 (N-76), a été terminé pendant cette période.

Chaque demande de forage comprend, entre autres éléments exigés, un plan de forage qui est étudié par le personnel responsable des droits et des ressources. L'Office fait une évaluation technique de tous les aspects géologiques, géophysiques, pétrophysiques et techniques des



gisements. De plus, cette évaluation assure le respect de la réglementation. Une fois le puits foré par battage (forage initial), les progrès réalisés sont surveillés quotidiennement au moyen des rapports et des mises à jour produits par l'exploitant, de façon à garantir que le forage respecte le programme approuvé. Toutes les modifications sont étudiées et approuvées au besoin. Lorsque le puits est foré, les résultats, les données (diagraphies, carottes, déblais, fluides, etc.) et les rapports finals sont étudiés, analysés et archivés.

3.1.4 Programmes géophysiques

En 2006, Seaforth Engineering Group Inc. a effectué une étude d'emplacement (projet Cohasset) pour EnCana Corporation. Ce fut le seul programme géophysique réalisé au cours de l'exercice financier.

Chaque demande de programme géophysique est examinée par le personnel responsable des droits et des ressources, qui s'assure que les données ne sont pas inutilement recueillies deux fois et que la réglementation en matière de géophysique et les lignes directrices de l'Office sont respectées. Une fois le programme entrepris, les progrès réalisés sont examinés chaque semaine au moyen de rapports et de mises à jour communiqués par l'exploitant, afin d'assurer le respect du programme. Toutes les modifications sont étudiées et approuvées au besoin. Une fois le programme terminé, le personnel examine et analyse les nouvelles données et les rapports finals, et il les archive.

3.1.5 Évaluation des ressources

Une importante responsabilité de l'Office est l'évaluation des ressources en hydrocarbures. Cette évaluation sert à calculer le volume de pétrole et de gaz découverts, de même que le volume de pétrole et de gaz qui pourraient l'être. Ces connaissances sont prises en compte au moment des décisions prises relativement aux activités et à l'émission de droits.

En juin 2006, l'Office a procédé à une réévaluation géologique et géophysique exhaustive de l'étude originale de la partie inférieure du talus néo-écossais, menée en 2002. Cette recherche était axée sur les résultats de six puits en eau profonde forés en 2002-2005 et de leur impact sur le rapport publié en 2002. Une version publique du rapport devrait être publiée en 2007. De plus l'Office fait une évaluation interne des ressources du sous-bassin de Sable. Cette région, qui entoure l'île de Sable, couvre quelque 11 000 kilomètres carrés. L'examen interne des sept puits en eau peu profonde forés sur le plateau néo-écossais / dans le sous-bassin de Sable en 2000-2003 est pratiquement terminé, et une version publique de l'étude devrait paraître plus tard en 2007.

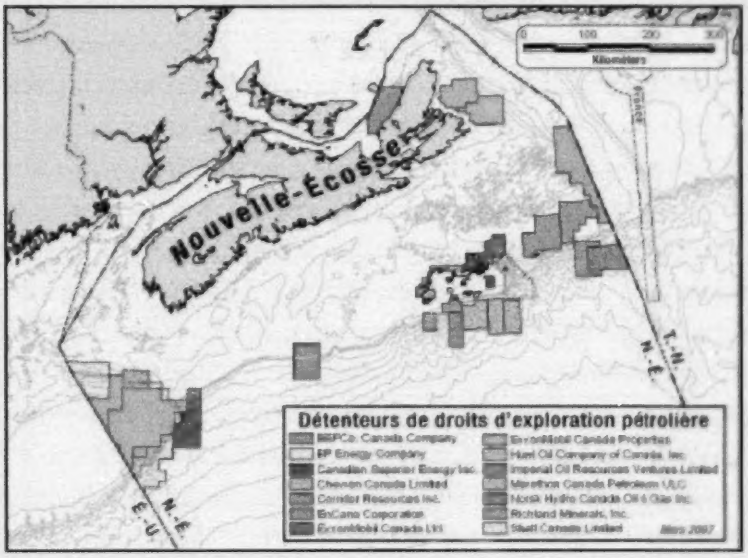
3.2 Gestion des droits

Registre public des titres et participations

Comme l'exigent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre public de toutes les participations inscrites en zone extracôtière et de tous les documents. C'est le registre officiel de l'Office des titulaires de titres, et tout transfert de droit ou changement de propriété doit être enregistré. Les renseignements contenus dans le registre qui peuvent être rendus publics figurent sur le site Web de l'Office, ce qui en facilite la consultation.

3.2.1 Intérêts

La carte qui suit présente les permis d'exploration en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse au 31 mars 2007.



3.2.2 Appels d'offres

N'importe quand au cours de l'année, l'industrie peut désigner des zones extracôtières à des fins d'exploration potentielle. On examine ces zones le 31 mars et le 30 septembre afin de déterminer si elles feront l'objet d'un appel d'offres. Il existe actuellement deux endroits où on ne peut désigner des zones d'exploration potentielle : la zone du banc Georges visée par un moratoire et la zone de protection marine protégée du passage de l'île de Sable. L'Office a décidé de ne pas faire d'appels d'offres après les dates de clôture du 31 mars et du 30 septembre.

Au cours du dernier exercice financier, l'Office a adopté une nouvelle politique proactive sur l'attribution de droits afin de faciliter l'accès aux zones en faisant régulièrement des appels d'offres pour de nouveaux permis d'exploration.

3.2.3 Permis d'exploration

À la fin de l'année financière, 23 permis d'exploration étaient en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse, pour des travaux prévus d'environ 900 millions de dollars.

Un permis d'exploration (PE) est en vigueur pendant une période de neuf ans, comprenant deux étapes consécutives appelées période 1 et période 2. La période 1 dure cinq ans et commence à l'entrée en vigueur du permis. Elle est prolongée d'un an si le forage d'un puits est entrepris ou si un dépôt de forage est versé avant la fin de la cinquième année. Si un puits de validation est foré, la période 2 suit immédiatement la période 1 et dure jusqu'à la fin de la neuvième année de validité du permis.

Le titulaire d'un permis d'exploration verse un dépôt de garantie représentant 25 % de son engagement à faire les travaux. Ce dépôt est remboursable par l'intermédiaire des dépenses admissibles approuvées alors que le titulaire du permis dépense des fonds pour les travaux d'exploration. Les dépenses admissibles sont précisées pour chaque permis d'exploration.

La période 2 du PE 2409 a débuté au cours de l'exercice. Ce PE a été validé pour la période 2 par le forage du puits d'exploration Marquis L-35.

Ce fut une année record pour les dépôts. À la fin de 2006, six nouveaux dépôts de 250 000 $ avaient été faits pour les PE 2404, 2406, 2407, 2412, 2413 et 2414. Ces dépôts permettront de prolonger les permis d'un an, qui expireront le 31 décembre 2007. Si un puits est foré par battage d'ici là, le PE sera validé pour la période 2, mais la date d'expiration originale ne sera pas reportée. À la fin de l'année financière, on comptait huit permis avec dépôt.

Le PE 2357 a expiré le 7 novembre 2006. Il avait été émis le 1er juillet 1997 à la suite de l'appel d'offres NS96-1, et avait été validé par le forage du puits Grand Pre G-08. Conformément aux lois de mise en œuvre, l'expiration de la période 2 a été reportée en attendant que l'OCNEHE rende une décision sur la demande d'attestation de découverte importante Panuke PP-3C.

Le PE 2359 a été rendu le 30 juin 2006. Il avait été émis le 1er juillet 1998 à la suite de l'appel d'offres NS97-2, et avait été validé par le forage du puits Newburn H-23.

Le 31 décembre 2006, les PE 2401 et 2408 ont expiré à la fin de la période 1. Le PE 2401 avait été émis à la suite de l'appel d'offres NS00-1, le 1er janvier 2001. Un dépôt a été fait en 2005, mais le puits n'a pas été foré avant la fin de la période 1 prolongée, et le dépôt a donc été retenu. Le PE 2408 avait été émis à la suite de l'appel d'offres NS01-1, le 1er janvier 2002. Toutes les zones liées à ces PE sont remises à l'État au moment de l'expiration. Au cours du dernier exercice financier, les retenues totales pour les permis d'exploration validés, rendus ou expirés s'élevaient à 3 210 294 $.

Tableau 5 – Retenues

N° PE	Dépenses	Dépôt	Retenue
2401	5 125 800 $	1 281 450 $	581 306 $
2408	10 515 951 $	2 628 988 $	2 628 988 $

Conformément aux conditions des permis d'exploration, les frais de location sont payés tous les ans, à l'avance, au taux de 2,50 $ l'hectare, pour chaque année de la période 2. Ces frais peuvent être remboursés sur demande, jusqu'à concurrence des dépenses admissibles approuvées engagées au cours de la période 2, et le non-paiement entraîne l'annulation du permis d'exploration. Dix permis sont en période 2. Deux d'entre eux ne sont pas sujets aux frais de location car les dépenses admissibles approuvées sont supérieures aux frais de location pour la période 2. Au cours du dernier exercice, les frais de location payés et versés au compte du receveur général du Canada se sont élevés à 873 127,50 $.

Dans le but d'optimiser la gestion des ressources, l'Office a décidé, dans les limites des lois de mise en œuvre, d'être plus flexible quant aux conditions applicables aux nouveaux permis d'exploration. Le détail des nouvelles conditions sera précisé dans les mises à jour sur les lignes directrices et les nouveaux appels d'offres.

Les permis d'exploration en vigueur à la fin de l'année financière sont présentés au tableau suivant. Ils visent une superficie totale de 3 102 919 hectares.

Tableau 6 – Permis d'exploration

N° PE	Entrée en vigueur	Représentant	Dépenses
2360	1er juil. 98	EnCana Corporation	8 291 888 $
2361	1er juil. 98	ExxonMobil Canada Properties	9 563 150 $
2364	1er juil. 98	Hunt Oil Company of Canada, Inc.	2 165 000 $
2365	1er juil. 98	Hunt Oil Company of Canada, Inc.	2 165 000 $
2368	1er juil. 99	Corridor Resources Inc.	1 052 520 $
2369	1er juil. 99	ExxonMobil Canada Properties	70 056 110 $
2376	1er juil. 99	EnCana Corporation	71 623 566 $
2377	1er juil. 99	Marathon Canada Petroleum ULC	93 256 756 $
2378	1er juil. 99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	71 134 816 $
2380	1er juil. 99	EnCana Corporation	1 239 895 $
2387	1er jan. 00	EnCana Corporation	4 856 746 $
2402	1er jan. 01	Canadian Superior Energy Inc.	22 575 000 $
2404	1er jan. 01	Norsk Hydro Canada Oil & Gas Inc.	13 120 000 $
2406	1er jan. 02	Canadian Superior Energy Inc.	41 250 000 $
2407	1er jan. 02	BEPCo. Canada Company	6 742 000 $
2409	1er jan. 02	Canadian Superior Energy Inc.	15 510 000 $
2410	1er jan. 02	Marathon Canada Petroleum ULC	176 694 282 $
2411	1er jan. 02	Marathon Canada Petroleum ULC	193 621 590 $
2412	1er jan. 02	Richland Minerals, Inc.	4 283 650 $
2413	1er jan. 02	Richland Minerals, Inc.	2 713 650 $
2414	1er jan. 02	EnCana Corporation	75 856 789 $
2415	1er jan. 04	Canadian Superior Energy Inc.	12 857 000 $
2416	1er jan. 04	Canadian Superior Energy Inc.	1 250 000 $
Total			**901 879 408 $**

3.2.4 Attestations de découverte importante

EnCana a soumis, et l'Office a étudié, une demande d'attestation de découverte importante pour le puits Panuke PP-3C, conformément aux lignes directrices conjointes à l'OCNEHE et à l'OCTHE sur les demandes d'attestation et de modification de découverte importante ou commerciale de 2003.

Une découverte importante est définie à l'article 49 de la ***Loi fédérale sur les hydrocarbures*** et à l'article 54 de la Loi sur les accords de la Nouvelle-Écosse, comme suit :

> ***... découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle, compte tenu de facteurs géologiques et techniques, l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière.***

Le paragraphe 74(1) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures et le paragraphe 87(1) de la Loi sur les accords de la Nouvelle-Écosse précisent ce qui suit :

> ***... l'Office, sur demande à lui faite par le titulaire intéressé et établie sur formulaire, selon les modalités réglementaires, fait par écrit une déclaration de découverte importante portant sur les parties de la zone visées par un titre ... où la découverte a été faite, s'il existe des motifs sérieux de les croire objet de la découverte.***

Le 7 novembre 2006, l'Office a accordé une attestation de découverte importante, appelée « Panuke PP-3C », relativement aux parties suivantes de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse :

Zone quadrillée : 43° 50' N, 60° 30' O
Sections : 50, 60, 69, 70, 79, 80, 89, 90, 97, 98, 99, 100

Zone quadrillée : 43° 50' N, 60° 45' O
Sections: 6, 7, 8, 9, 15, 16, 17, 18

Zone quadrillée : 44° 00' N, 60° 30' O
Sections: 32, 33, 41, 42, 43, 51, 52, 61, 71

Quand une attestation de découverte importante est faite, le titulaire intéressé peut faire une demande de permis pour toutes les parties de la zone lui revenant.

3.2.5 Permis de découverte importante

Un permis de découverte importante (PDI) est un intérêt intermédiaire visant à maintenir les droits d'un explorateur pendant la période située entre la première découverte et la production finale. La durée de ces permis est indéterminée. Trente-trois PDI sont actuellement en vigueur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, couvrant une superficie de 83 028 hectares. L'Office a entrepris une évaluation technique afin de mettre à jour l'estimation des réserves récupérables liées à ces découvertes importantes.

3.2.6 Permis de production

Huit permis de production (PP) sont en vigueur au large de la Nouvelle-Écosse, couvrant une superficie totale de 33 858 hectares. On émet un permis de production pour toute partie de la zone extracôtière liée à une découverte exploitable. Ces permis sont d'une durée de 25 ans, mais peuvent être prorogés si la production commerciale se poursuit ou devrait reprendre.

Les PP 2901 et 2902 ont été émis pour le projet Cohasset-Panuke, dont la production s'est terminée en 1999. ExxonMobil Canada est titulaire des intérêts des six permis de production du projet Sable 2903 à 2908.

3.2.7 Permis d'exploration

Deux blocs de permis d'exploration ont été délivrés pour les parties sud-est et nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ils l'ont été en vertu d'une loi qui a été remplacée depuis. La région du banc Georges est sujette à un moratoire sur les activités pétrolières jusqu'au 31 décembre 2012.

Au nord-est, la zone visée se trouve à côté de la frontière entre la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve et Labrador et la zone relevant des autorités françaises, au sud des îles de Saint-Pierre et Miquelon. Avant que des activités de forage puissent être réalisées dans ces zones, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. En vertu des lois régissant l'Accord, l'Office et les titulaires d'intérêts doivent négocier de nouvelles conditions pour les prochains permis.

3.3 Nouvelle orientation stratégique

En plus de soutenir le mandat de l'Office, le Conseil a prévu une nouvelle orientation stratégique visant à optimiser la gestion des ressources extracôtières en hydrocarbures. Certaines des nouvelles initiatives sont les suivantes :

- Examen et révision du format et des conditions des prochains appels d'offres et des nouveaux permis.

- Élaboration de trousses d'information sur l'ensemble des données disponibles sur la géoscience et l'exploration dans la zone extracôtière appartenant à l'État.

- Collaboration avec tous les intervenants afin de mettre au point la nouvelle politique sur la divulgation des données numériques sismiques et sur les puits.

- Fin de la rénovation des installations d'archivage, de stockage des données et de laboratoire en juin 2007, ce qui comprend une salle informatisée pour le nouveau centre de gestion des données numériques (CGD).

- Nouvelles études géoscientifiques, partage d'information et participation à des conférences sur la recherche, des ateliers, des cours de formation, des présentations de l'industrie et des réunions d'associations, au palier international.

3.4 Archivage de données, centre de stockage et laboratoire

Le mandat de l'Office prévoit la collecte et la conservation de données. Les archives, le centre de stockage et le laboratoire remplissent ces fonctions ; ce sont des installations publiques qui fournissent des services et des renseignements d'ordre géologique et géophysique sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'historique des puits, les rapports géologiques et géophysiques et les rapports sur les sondages y sont archivés. Tous les échantillons souterrains, y compris les carottes, recueillis au moment des forages d'exploration et de développement dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse y sont aussi conservés.

La majeure partie des données sur les puits sont confidentielles pendant une période précisée dans les lois régissant l'Accord, soit deux ans après la fin de l'utilisation du puits dans le cas des puits d'exploration, 90 jours pour les puits de délimitation et 60 jours dans le cas des puits de mise en valeur. Une fois cette période écoulée, l'information peut être rendue publique. Ce sont surtout l'industrie, les entreprises de forage et de services, et les organisations scientifiques ou gouvernementales qui utilisent ces rapports et échantillons.

Au cours de la période visée par ce rapport, l'industrie, ce qui comprend des sociétés nationales, internationales et locales, a représenté 36 % des utilisateurs, tandis que les entreprises de forage ou de services ont représenté 24 % et les organisations universitaires et gouvernementales, 40 %. Cela représente une augmentation de 17 % de l'utilisation par l'industrie comparativement à 2005.

Pendant la même période, il y a eu des consultations et des études importantes afin de conseiller l'Office sur la gestion des données numériques. En 2006, l'agrandissement des installations d'archivage, de stockage et de laboratoire situées à Dartmouth a été autorisé. Cette mise à jour et cet agrandissement créeront de l'espace de stockage additionnel pour les échantillons sub-superficiels, les données sur les puits et les données géophysiques. La mise en place d'un centre sur les données numériques devrait se terminer d'ici octobre 2007.

Les données sur les puits suivants sont devenues disponibles pour divulgation pendant la période visée par le rapport :

- Weymouth A-45
- Cree I-34
- Crimson F-81
- Alma 3 N-76

3.5 Centre de gestion des données

Depuis 1959, quand les activités d'exploration ont commencé dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, une grande quantité de données précieuses sur les hydrocarbures a été acquise, à un coût très élevé. Ces données sont requises et utilisées par les organismes de réglementation, l'industrie, les gouvernements, les institutions de recherche et d'enseignement, et le grand public. De plus, les activités d'exploration et de développement génèrent des données de plus en plus importantes. L'OCNEHE a besoin d'un système efficace et efficient pour gérer ces données numériques de plus en plus nombreuses. Il est essentiel d'avoir un bon système de gestion des données numériques pour bien administrer les ressources pétrolières et gazières, surtout dans un environnement à coût élevé comme la zone extracôtière de l'est du Canada.

L'OCNEHE prévoit créer un Centre de gestion des données (CGD) numériques sur les hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ce centre sera situé dans une salle informatisée, dans les nouvelles installations de Dartmouth. Une fois en fonction, le CGD assurera la soumission, le chargement, la gestion et la distribution des données numériques sur les hydrocarbures. Un temps considérable a été consacré à la recherche sur les technologies offertes, à l'examen des bases de données existantes sur l'exploration et la production nationales, à l'obtention de l'approbation budgétaire gouvernementale et à l'élaboration d'une politique équilibrée sur la divulgation des données. Initialement, le CGD permettra de gérer et de distribuer les données numériques suivantes : données sur les puits (par exemple les registres et les rapports), images sismiques (TIFF, JPG), données des systèmes d'information géographique (SIG) (permis, bathymétrie, etc.) et données sur la production. Le CGD pourrait être agrandi afin de traiter des données sur les opérations, la sécurité, l'environnement, les pêches, etc.

Le CGD offrira un accès aisé à des données vérifiées de qualité, améliorera grandement l'obtention et l'analyse des données sur les hydrocarbures, administrera les privilèges d'accès aux données et réduira le coût de la conformité pour l'industrie. Les autres avantages offerts par le CGD sont entre autres les suivants : permettre aux nouveaux explorateurs de consulter rapidement toutes les données numériques disponibles, réduisant ainsi les risques liés à l'exploration, améliorer la préservation des données, réduire le coût du stockage des données et faciliter la recherche scientifique par les organismes de réglementation, l'industrie, les gouvernements, les universités, etc. Le CGD sert également de « projet pilote » dans le cadre de l'établissement d'un Centre de données national (CDN) sur les hydrocarbures, qui pourrait relier différents organismes de réglementation et ministères gouvernementaux, partout au pays. La rénovation des installations de Dartmouth a commencé en mars 2007 et le contrat de services informatiques pour le CGD a été attribué à Schlumberger Information Solutions. Le CGD devrait être opérationnel en octobre 2007.

« L'Office doit .... assurer que les habitants de la Nouvelle-Écosse et des autres provinces ont la pleine possibilité de participer ... à l'offre de biens et de services liés aux activités extracôtières. »

4.0 Retombées économiques industrielles

4.1 Plan de retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse

L'Office doit entre autres assurer que les habitants de la Nouvelle-Écosse et des autres provinces ont la pleine possibilité de participer, de façon concurrentielle, à l'offre de biens et de services liés aux activités extracôtières.

Aux termes des lois régissant l'Accord, l'Office doit, avant d'approuver quelque plan de développement ou travail que ce soit, recevoir et approuver un plan de retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse, à moins qu'il ne renonce à cette exigence, conformément aux dispositions législatives.

Tous les plans de retombées économiques doivent donner aux fabricants, aux consultants, aux entrepreneurs et aux entreprises de services de la Nouvelle-Écosse et d'autres parties du Canada la possibilité pleine et équitable de fournir sur une base concurrentielle des biens et services pour les travaux ou activités décrits dans les plans. Le plan doit en outre traiter de l'établissement d'un bureau provincial, de la promotion de l'éducation et de la formation, et de la recherche et du développement, dans la province, d'initiatives visant à encourager la participation des groupes sous-représentés et, bien entendu, des emplois liés aux activités pour lesquelles le plan est soumis.

4.2 Comité d'examen des retombées économiques

Les retombées économiques industrielles demeurent une question importante pour les gouvernements fédéral et provincial. L'Office consulte les deux gouvernements par l'intermédiaire du Comité d'examen des retombées (CER). Ce Comité a été formé en 1995 et comprend des représentants du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada, d'Industrie Canada et de l'Agence de promotion économique du Canada atlantique (APECA), et est présidé par le directeur de l'administration et des retombées économiques industrielles de l'Office. Des représentants d'autres ministères et organismes fédéraux et provinciaux sont appelés à participer au besoin. Le Comité se réunit régulièrement, et des rencontres spéciales sont convoquées quand il faut discuter de questions précises. Dans le cadre du processus d'examen, les membres du Comité reçoivent un exemplaire de l'ensemble des listes de soumissionnaires et des notifications de marché fournies par les exploitants.

4.3 Projet énergétique extracôtier Sable

ExxonMobil Canada, l'exploitant du projet Sable, doit soumettre à l'Office des rapports trimestriels et annuels sur les retombées économiques, comme le stipule le rapport décisionnel sur le plan des retombées économiques. Au 31 décembre 2006, selon la méthode de rapport de l'Office des normes générales du Canada (ONGC), 1,889 milliard de dollars avaient été dépensés en Nouvelle-Écosse et 855 millions dans le reste du Canada, pour un total national de 2,744 milliards.

Il importe de noter que les données sur les dépenses de 2005 ont été modifiées en raison d'une erreur dans leur système de rapport, et il se peut que les données de 2006 soient modifiées pour la même raison. Aucun changement significatif aux dépenses cumulatives n'est prévu.

Au 31 décembre 2006, les heures-personnes cumulatives relatives au PEES s'élevaient à 16,7 millions pour les Néo-Écossais, 3 millions pour les autres Canadiens et 9,18 millions pour les étrangers, pour un total de 28,88 millions d'heures-personnes.

Le 31 décembre 2006, 645 personnes travaillaient pour le PEES, dont 572 en Nouvelle-Écosse.

Conformément à la condition 4 du rapport décisionnel du PEES et aux lignes directrices de l'Office sur la recherche et le développement, et au programme de recherche et de développement du PEES pour 2003-2007, ExxonMobil doit investir au moins 300 000 $ dans les activités de recherche et de développement admissibles pour chacune des années civiles de 2003 à 2007, comme le précise son plan. Jusqu'à présent, ExxonMobil a fait des investissements de 1 967 676 $ entre 2003 et 2005.

4.4 Contrôle des retombées et rapport

Tous les plans des retombées, d'exploration et de développement sont approuvés sous certaines conditions. Le contrôle du respect par les exploitants du plan des retombées et des conditions connexes est un aspect important des responsabilités de l'Office.

Plus précisément, les activités d'approvisionnement des exploitants, de leurs entrepreneurs et des sous-traitants sont étroitement surveillées afin d'assurer le respect des dispositions sur la « juste possibilité » et la « considération première » des lois de mise en œuvre de l'Accord.

En juin 2006, l'Office a fait appel à Services de vérification Canada (SVC) pour une vérification en deux phases de la plate-forme de compression d'ExxonMobil Canada dans le cadre du projet énergétique extracôtier Sable. La première phase était une vérification de la conformité visant à assurer qu'ExxonMobil Canada respectait l'engagement à permettre aux entreprises de la Nouvelle-Écosse et des autres provinces de faire des soumissions de façon concurrentielle pour les travaux relatifs à la plate-forme de compression. La deuxième phase était une vérification financière des dépenses déclarées pour le projet.

Selon les résultats préliminaires de SVC, l'Office a élargi la portée de la vérification afin d'inclure une vérification complète de conformité et une vérification financière des toutes les dépenses déclarées dans le rapport annuel sur le projet énergétique extracôtier Sable de 2006. SVC fera part de son opinion à l'Office plus tard en 2007.

4.5 Lignes directrices sur les retombées économiques industrielles

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers reconnaît l'importance d'établir des lignes directrices efficaces, en particulier des lignes directrices sur le plan des retombées économiques rationalisant et améliorant l'efficacité du cadre réglementaire. Voilà pourquoi en 2006-2007, l'Office a ébauché des lignes directrices sur le plan des retombées économiques.

L'Office avait pour but de « refléter » les lignes directrices sur les retombées économiques de l'Accord Canada-Terre-Neuve et Labrador émises en février 2006, dans la mesure du possible, afin de faciliter les améliorations.

Dans le cadre du processus de consultation, l'ébauche des lignes directrices sur le plan des retombées économiques de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sera remise au gouvernement et à l'industrie pour examen plus tard en 2007.

Administration

5.0 Administration

Dotation en personnel

Des changements considérables ont été apportés à la structure de l'Office en 2006 et au début 2007. Diana Dalton, présidente du Conseil de l'OCNEHE, assume les fonctions de PDG intérimaire depuis mai. Keith Evans, membre suppléant du Conseil nommé par la province, occupe le siège laissé vacant par Mike Casey.

Le directeur des Affaires environnementales a pris sa retraite en janvier 2007 et le groupe de l'environnement a été fusionné au groupe de la santé, de la sécurité et des opérations, pour devenir le groupe de la santé, de la sécurité et de l'environnement, dirigé par Stuart Pinks, agent principal de la sécurité. Cette intégration optimise les compétences communes des deux groupes.

Vers la fin de l'année financière, une annonce a été publiée afin de recruter un conseiller principal en communications. Le titulaire de ce poste conseillera l'Office sur la communication stratégique et les relations publiques.

Gouvernance

Les membres de l'Office, conjointement avec l'équipe de direction, ont poursuivi leurs activités de gouvernance et ont créé une grille de gouvernance afin de consolider leur engagement à assumer leurs responsabilités. De plus l'Office, a conçu un modèle axé sur la performance dans le cadre du processus d'évaluation de la performance. La formation du personnel se poursuit en 2007-2008

Comité conjoint de la santé et de la sécurité au travail

L'OCNEHE a un comité conjoint de santé et sécurité au travail très actif. Un incident mineur a été signalé au cours de l'année financière. Tous les employés de l'Office ont reçu une formation au cours de l'année, dans le cadre du programme de santé et de sécurité.

Redevances

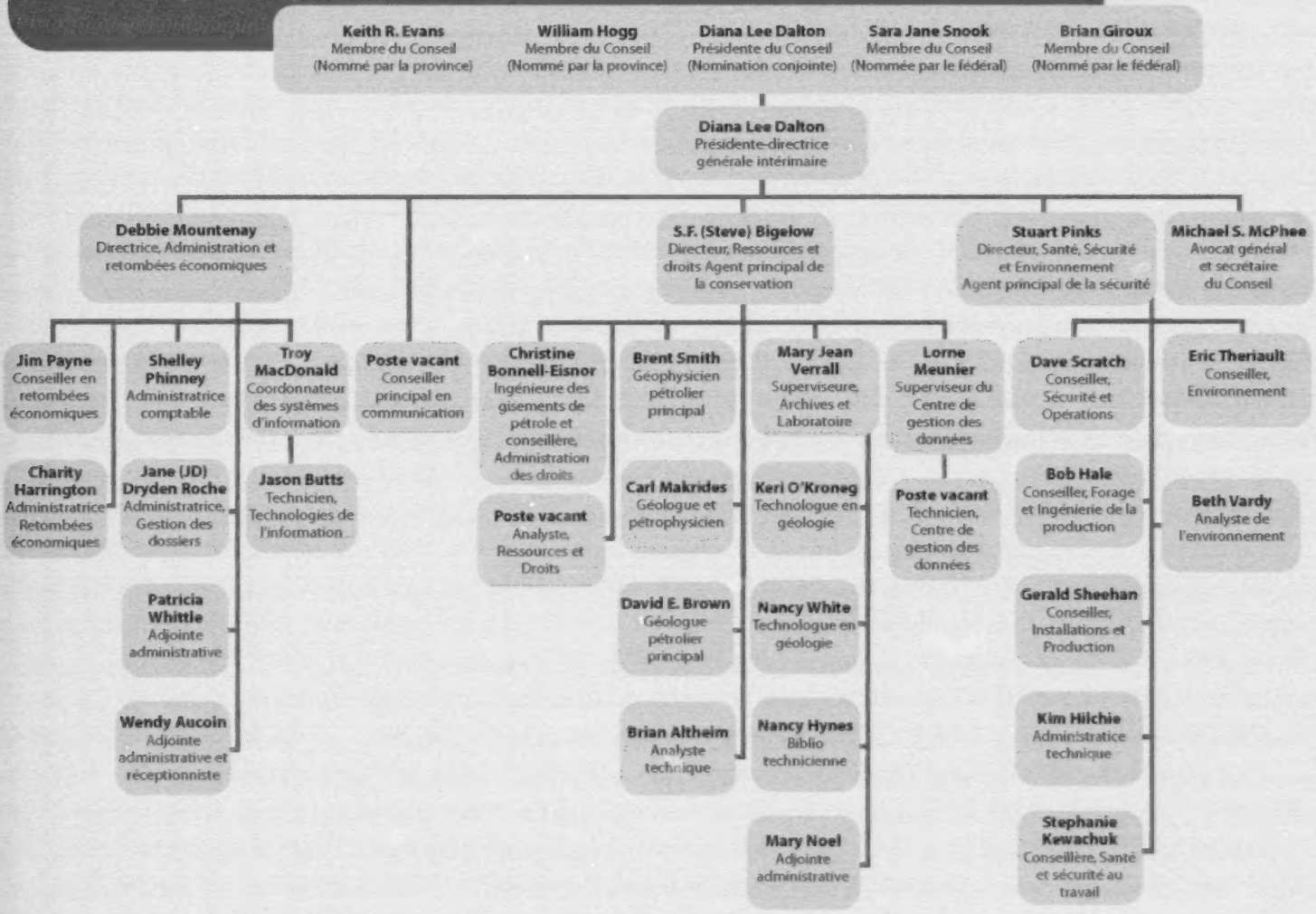
Des redevances s'élevant à 450 568 990,69 $ ont été versées à l'Office par l'intermédiaire des permis de production 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud), 2906 (North Triumph), 2907 (Alma) et 2908 (South Venture) par ExxonMobil Canada au cours du dernier exercice financier. Ces fonds ont été remis au receveur général du Canada, conformément à l'accord de perception et d'administration signé par l'Office, le gouvernement fédéral et la province de la Nouvelle-Écosse.

Initiative de renouvellement de la réglementation frontalière et extracôtière

En partenariat avec les gouvernements fédéral, provincial et territorial, l'Office joue toujours un rôle actif dans l'initiative visant à moderniser le cadre réglementaire du secteur pétrolier et gazier et des frontières du Canada. L'engagement de l'Office à cet égard est initié au sommet, la présidente du conseil et PDG intérimaire siégeant à un comité de supervision de haut niveau chargé de superviser les activités connexes et d'assurer que les ressources requises sont attribuées.

L'Office a assigné du personnel à un comité directeur qui, entre autres choses, établit des directives politiques sur l'élaboration de règlements, et à deux équipes de projet distinctes chargées de proposer des révisions à la réglementation, dans le but de l'axer sur les objectifs, modifiant ainsi sa nature normative.

Tableau 7 - Organigramme de l'OCNEHE



6.0 Biographies

Diana Lee Dalton

Présidente du Conseil et présidente-directrice générale intérimaire

Diana Dalton, native de Yarmouth, en Nouvelle-Écosse, et avocate de formation, possède une vaste expérience de questions juridiques et réglementaires internationales. Elle a travaillé pour les Nations Unies, la Banque mondiale, l'OCDE et l'Agence américaine pour le développement international (USAID) pour divers projets dans plus de trente pays. Riche d'une expérience de la réglementation, M^me^ Dalton a rédigé des lois, des règlements et des procédures administratives pour les secteurs minier, pétrolier et énergétique dans des pays comme l'Inde, la Chine, le Vietnam, la Papouasie-Nouvelle-Guinée, et l'Éthiopie.

De 1991 à 1995, elle a été la conseillère interrégionale sur les ressources naturelles pour le service des finances et du développement social des Nations Unies, au siège de l'ONU à New York. M^me^ Dalton a aussi fait partie de l'équipe de négociation de la Nouvelle-Écosse qui a conclu l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières et gazières extracôtières, en 1983-1984.

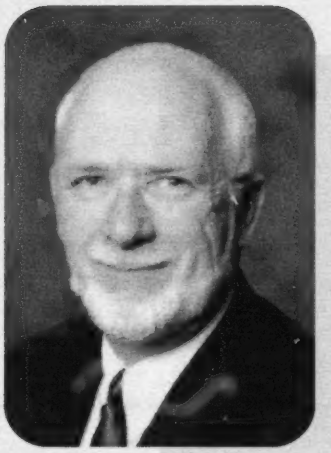
Elle est actuellement présidente du Conseil et présidente-directrice générale de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et travaille comme conseillère indépendante, chez elle, à Halifax.

Brian Giroux

Membre du Conseil

Brian Giroux est le directeur exécutif de la Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, poste qu'il occupe depuis 1989. Il est également propriétaire et exploitant d'une installation d'élevage de mollusques et crustacés.

M. Giroux possède une vaste expérience comme conseiller gouvernemental sur l'évaluation des ressources et les projets d'aquaculture, et a été observateur des pêches internationales pour le ministère des Pêches et Océans. Il possède divers permis de pêche et a travaillé sur plusieurs types de bâtiments, pêchant différentes espèces. Pendant toute sa carrière, M. Giroux a participé à divers comités et programmes. Il a été membre du Conseil d'experts en sciences et en technologie, président du conseil consultatif scientifique du ministère des Pêches et Océans, et président du comité de Scotia Fundy IQ (Individual Quota).



William D. Hogg

Membre du Conseil

Bill Hogg a pris sa retraite après 25 ans dans la fonction publique en Nouvelle-Écosse. M. Hogg a travaillé au ministère de la Santé, a été directeur des vérifications au Bureau du vérificateur général, et directeur exécutif des Finances et de l'Administration pour le ministère des Services gouvernementaux. Il a été nommé sous-ministre des Services gouvernementaux en avril 1993, et a occupé ce poste pendant dix ans aux ministères des Ressources naturelles, des Transports et des Travaux publics et, plus récemment, des Finances. Il a été comptable agréé au Nouveau-Brunswick, où il a travaillé avec une firme d'envergure nationale avant de se joindre à la fonction publique de la Nouvelle-Écosse.

En plus de ses fonctions de sous-ministre, M. Hogg a siégé au conseil de diverses sociétés d'État, a réalisé un mandat de trois ans au Conseil sur la comptabilité dans le secteur public, et a reçu le Prix d'excellence en administration publique du lieutenant-gouverneur en 2003.

M. Hogg a présidé le groupe d'étude du CCSP sur la comptabilité de budgétisation au gouvernement et offre actuellement des services de conseil en gestion.

Keith R. Evans, C.R.

Membre du Conseil

Keith Evans est membre de la Nova Scotia Barristers' Society et de la Law Society of Alberta. Il vit à Edmonton, en Alberta, où il est avocat général pour Lilydale Inc., l'une des principales entreprises de transformation de poulet et de dinde du Canada. Jusqu'à la fin 2006, il a été avocat général pour Scomi Group Berhad, une société ouverte malaise, et pour le groupe de sociétés KMC Oiltools Bermuda Limited, qui appartient à Scomi. Ce groupe réalise des activités de forage pour la gestion des fluides et des déchets dans le monde entier. Avec cette expérience, Keith maîtrise de nombreux aspects de l'industrie pétrolière et gazière depuis plus de quinze ans. Il est titulaire d'un LL.B. décerné par l'Université Dalhousie et d'un LL.M de l'Université de Sydney, en Australie.

Il a commencé à pratiquer le droit à Halifax, avec le cabinet qui s'appelait à l'époque Cox, Downie, Nunn & Goodfellow, et a également travaillé avec Baker & McKenzie, le principal cabinet juridique du monde, aux bureaux de Singapour. Il a été à la faculté des écoles de droit de l'Université nationale de Singapour et de l'Université Dalhousie. Entre 2002 et 2006, il a été président de la Nova Scotia Law Reform Commission.

Sara Jane Snook

Membre du Conseil

Sara Jane Snook est une ingénieure professionnelle possédant plus de vingt ans d'expérience en financement des sociétés et en développement pétrolier et gazier. Elle est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en génie de l'Université technique de la Nouvelle-Écosse (aujourd'hui associée à l'Université Dalhousie).

Sara Jane a entrepris sa carrière à Calgary, travaillant pour une importante multinationale pétrolière. Elle est retournée au Canada atlantique afin de travailler pour le gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Après une décennie au cours de laquelle le premier projet de production pétrolière et le premier projet gazier au large de la Nouvelle-Écosse ont été réalisés, elle est retournée dans le secteur privé, et a travaillé sept ans pour une importante banque canadienne.

Pour le moment, Sara Jane est directrice exécutive de Springboard, un organisme chargé de promouvoir le transfert technologique dans les universités du Canada atlantique. Sara Jane est active au sein de la communauté, soutenant le sport mineur et encourageant les jeunes à choisir une carrière en sciences et technologie. Sara Jane est membre de l'Association des ingénieurs professionnels de la Nouvelle-Écosse, de l'Association des ingénieurs, des géologues et des géophysiciens de l'Alberta, de la Society of Petroleum Engineers, aux États-Unis, et de l'Association of University Technology Managers, également aux États-Unis.

7.0 États financiers

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers :

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2007 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction del'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2007 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercise terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Levy Casey Carter Maclean

LEVY CASEY CARTER MACLEAN
CHARTERED ACCOUNTANTS

Halifax (Nouvelle-Écosse)
Le 21 avril 2007

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

BILAN — **31 MARS 2007**

ACTIF

	2007	2006
À court terme		
Encaisse	**2 802 602 $**	1 179 129 $
Certificat de placement garanti - Encaissable	**1 000 000**	-
Débiteurs (note 3)	**1 042 315**	1 394 297
Charges payées d'avance	**58 205**	45 944
	4 903 122	2 619 370
Immobilisations corporelles (note 4)	**1 242 531**	215 235
	6 145 653 $	2 834 605 $

PASSIF

À court terme		
Créditeurs et charges à payer	**1 638 506 $**	192 052 $
Sommes à payer aux gouvernements (note 5)	**1 102 082**	751 424
Subventions de fonctionnement reportées (note 6)	**388 862**	112 394
Produit comptabilisé d'avance - Processus public pour le projet Deep Panuke	**334 519**	-
	3 463 969	1 055 870
Subventions de fonctionnement reportées (note 2)	**226 902**	215 235
Subvention reportée - CGD / LC[1] (note 7)	**1 809 868**	1 000 000
Obligations au titre des rentes constituées (note 8)	**308 604**	277 129
Autres charges sociales à la retraite (note 9)	**336 310**	286 371
	6 145 653 $	2 834 605 $

Engagements (note 11)

Au nom du Conseil

Diana Lee Fulton

Membre

Membre

[1] Centre de gestion des données/Laboratoire des carottes

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES PRODUITS ET DES CHARGES — 31 MARS 2007

	2007	2006
Produits		
Subventions d'exploitation		
Gouvernement du Canada	2 460 000 $	2 210 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	2 460 000	2 210 000
Subventions - CGD/LC		
Gouvernement du Canada	850 000	-
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	1 221 400	-
Projet énergétique extracôtier de Sable – Recouvrement des coûts	1 131 435	1 213 520
Projet Deep Panuke – Recouvrement des coûts	880 523	251 800
Recouvrements liés à l'industrie	347 448	671 288
Frais d'inspection	7 000	21 500
Vente des publications et des cartes de l'Office	202	350
Intérêts	93 448	28 717
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	1 186	180
Amortissement des subventions en capital reportées	132 424	129 079
Amortissement des subventions CGD/LC reportées	183 455	-
	9 768 521	6 736 434
Moins: Recouvrement des coûts remboursés aux gouvernements	(2 366 903)	(2 149 579)
Subventions en capital reportées	(144 091)	(29 679)
Subventions CGD/LC reportées	(1 993 323)	-
Subventions d'exploitation reportées	(388 862)	(356 694)
	4 875 342	4 200 482
Charges		
Personnel, consultation et membres du Conseil	3 262 052	3 001 044
Frais généraux et frais de soutien	705 981	544 988
Frais d'occupation des locaux et des laboratoires	421 941	410 136
Amortissement du matériel	132 423	129 079
Amortissement de l'équipement CGD/LC	183 455	-
Centre de gestion des données	78 077	35 733
Coût des obligations au titre des rentes constituées	31 474	22 431
Autres coûts liés à la retraite	49 939	42 071
Certification de plongeur	10 000	15 000
	4 875 342	4 200 482
Excédent des produits sur les charges	- $	- $

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE — 31 MARS 2007

	2007	2006
Activités d'exploitation		
Amortissement des subventions en capital reportées	**(132 423) $**	(129 079) $
Amortissement des subventions CGD/LC reportées	**(183 455)**	-
Amortissement des immobilisations corporelles	**132 423**	129 079
Amortissement des immobilisations corporelles CGD/LC	**183 455**	-
Gain à la vente d'immobilisations corporelles	**(1 186)**	(180)
Coût du régime complémentaire de retraite pour les employés (note 8)	**31 475**	22 431
Autres coûts liés à la retraite (note 9)	**49 939**	42 071
	80 228	64 322
Variation nette des soldes des éléments hors caisse du fonds de roulement (note 10)	**1 747 821**	261 171
	1 828 049	325 493
Investissement		
Produit tiré d'immobilisations corporelles	**1 186**	180
Acquisition de		
Améliorations locatives	**(7 420)**	-
Améliorations locatives - CGD/LC	**(238 382)**	-
Mobilier et équipement	**(4 213)**	(22 333)
Mobilier et équipement - CGD/LC	**(40 923)**	-
Équipement informatique	**(81 694)**	(7 344)
Équipement informatique - CGD/LC	**(919 779)**	-
Logiciel informatique	**(45 402)**	-
Équipement	**(5 363)**	-
Report des subventions en capital	**144 091**	29 679
Report des subventions CGD/LC	**1 993 323**	-
	795 424	182
Rentrées nettes et en quasi-espèces durant l'exercice	**2 623 473**	325 675
Situation de trésorerie et quasi-espèces en début d'exercice	**1 179 129**	853 454
Situation de trésorerie et quasi-espèces en fin d'exercice	**3 802 602 $**	1 179 129 $

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES COMPLÉMENTAIRES — 31 MARS 2007

1. But de l'organisme

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions des lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, promulguées par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50 % du budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujetti à l' impôt sur le bénéfice.

2. Conv ations comptables

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

(a) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. Les achats en immobilisations de moins de 2 500 $ sont constatés comme dépenses. L'amortissement est comptabilisé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les accessoires fixes et sur une période de trois ans pour le matériel informatique et les logiciels. Les améliorations locatives sont amorties sur la durée du bail.

(b) Subventions d'exploitation reportées

Le montant des subventions d'exploitation reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

(c) Subventions en capital reportées

Les subventions pour les dépenses en immobilisations reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et comptabilisées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

(d) Subvention CGD/LC reportée

Les subventions pour l'expansion du centre de gestion des données et du laboratoire des carottes reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel et aux charges de fonctionnement engagées durant l'exercice.

2. Conventions comptable (suite)

(e) Utilisation des estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction procède à des estimations et élabore des hypothèses ayant une incidence sur le montant présenté de l'actif et du passif et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers, ainsi que sur le montant présenté des produits et des charges pour la période visée. De par leur nature, ces estimations peuvent être aléatoires et l'impact sur les états financiers de tout changement de telles estimations au cours de périodes ultérieures pourrait être considérable.

(f) Reconnaissance des produits

Le chiffre d'affaires est comptabilisé selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Le recouvrement des produits est comptabilisé lorsque les charges connexes sont engagées.

(g) Obligations pour rente constituée

La détermination actuarielle de l'obligation au titre des rentes constituées et du coût des services rendus au cours de l'exercice pour le Régime complémentaire de retraite pour les employés est effectuée à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service (qui inclut la meilleure estimation de la direction des niveaux anticipés de salaire et la formule d'affectation des prestations du régime). Avec cette méthode, une portion égale du total des prestations ultérieures estimées (les niveaux anticipés de salaire et l'inflation) est attribuée à chaque année de service.

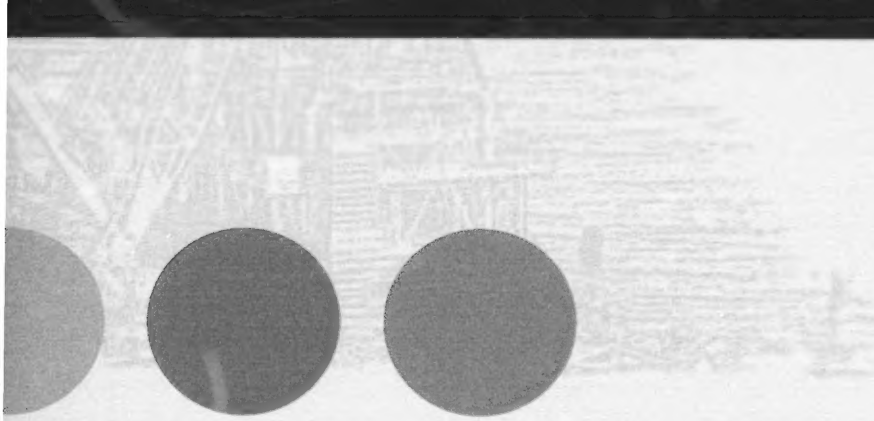
Les actifs sont évalués à leur juste valeur pour calculer le rendement prévu sur les actifs du régime.

Les gains (pertes) actuariels sont dus à la différence entre le rendement réel de l'actif des régimes à long terme et le rendement attendu de l'actif des régimes à long terme ou les changements d'hypothèses actuarielles utilisées pour déterminer l'obligation au titre des rentes constituées. Les gains et les pertes cumulatifs supérieurs de 10 % au plus élevé de l'obligation au titre des rentes constituées et de la valeur liée au marché de l'actif du Régime sont amortis sur la moyenne d'années de service restantes des participants actifs au régime qui recevront des prestations en vertu du régime.

Les obligations sont allouées pendant la période commençant à la plus tardive des dates suivantes : 1er janvier 1992 et la date à laquelle l'employé se joint au régime.

3. Débiteurs

	2007	2006
Récupération de la taxe de vente harmonisée (à payer)	**52 615 $**	(29 200) $
Subvention du gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**836 400**	1 365 000
Intérêts courus	**45 049**	3 817
Autres	**108 251**	54 680
	1 042 315 $	1 394 297 $



OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES COMPLÉMENTAIRES — 31 MARS 2007

4. Immobilisations corporelles – Général

	2007			2006
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Améliorations locatives	401 913 $	332 892 $	69 021 $	129 445 $
Mobilier et équipement	378 608	351 714	26 894	34 959
Équipement informatique	564 416	480 360	84 056	43 065
Logiciel informatique	225 729	187 569	38 160	976
Équipement	84 417	75 646	8 771	6 790
	1 655 083	1 428 181	226 902	215 235
Mobilier et équipement – CGD/LC				
Améliorations locatives	238 382	25 043	213 339	-
Mobilier et équipement	40 923	5 115	35 808	-
Équipement informatique	919 779	153 297	766 482	-
	1 199 084	183 455	1 015 629	-
	2 854 167 $	1 611 636 $	1 242 531 $	215 235 $

5. Sommes à payer aux gouvernements

	2007	2006
Gouvernement fédéral – Fonds de recouvrement des coûts	551 041 $	271 558 $
Gouvernement provincial – Fonds de recouvrement des coûts	551 041	479 866
	1 102 082 $	751 424 $

6. Subventions d'exploitation reportées

	2007	2006
Gouvernement fédéral	194 431 $	56 197 $
Gouvernement provincial	194 431	56 197
	388 862 $	112 394 $

7. Subvention CGD/LC reportée

Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a prévu une subvention de 1 000 000 $ dans son budget 2005-2006 et une autre subvention de 221 400 $ en 2006-2007 pour soutenir les initiatives de l'Office visant à améliorer la gestion et la diffusion des données géologiques. Le gouvernement du Canada a également fourni une subvention de 850 000 $ en 2006-2007 à cette fin. Au 31 mars 2007, il restait 794 239 $ à dépenser de ces subventions. Ces subventions ont été comptabilisées comme décrit à la Note 2.

8. Obligations au titre des rentes constituées

(a) Régime complémentaire de retraite pour les employés

Le régime complémentaire de retraite pour les employés de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers fournit des prestations complémentaires à ses employés qui sont des membres du Régime de pension de retraite de la fonction publique (RPRFP). Les employés peuvent adhérer à ce régime lorsque leurs gains ouvrant droit à pension ont atteint un niveau tel que le montant de leurs prestations en vertu du RPRFP est limité par la rente maximale établie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu.

L'Office mesure l'obligation au titre des rentes constituées et la juste valeur des actifs des régimes pour fins de comptabilisation au 31 mars de chaque année. L'évaluation actuarielle la plus récente menée aux fins de la capitalisation du Régime a eu lieu au 31 mars 2005. Ces résultats ont été extrapolés jusqu'au 31 mars 2007. La prochaine évaluation actuarielle se fera à un intervalle de trois ans au maximum.

L'Office a adopté les recommandations de l'article 3461 du Manuel de l'ICCA. Information requise pour fins de divulgation :

	2007	2006
Éléments du coût net périodique des pensions		
Coût des services rendus	17 710 $	14 866 $
Intérêts débiteurs	14 048	12 591
Perte actuarielle (gain)	(45 179)	27 425
Coûts durant l'exercice	(13 421)	54 882
Différences entre les coûts provenant de la période et les coûts constatés dans la période en ce qui a trait à :		
Perte actuarielle (gain)	44 895	(32 451)
Coût net périodique des pensions constaté	31 474 $	22 431 $
Hypothèses moyennes pondérées pour les charges		
Taux d'actualisation	5,25 %	6,00 %
Taux de croissance des indemnités	3,50 %	3,50 %

8. Obligations au titre des rentes constituées (suite)

	2007	2006
Hypothèses moyenne pondérée pour divulgation		
Taux d'actualisation	5,25 %	5,25 %
Taux de croissance des indemnités	2,50 %	3,50 %
Changement aux obligations au titre des rentes constituées		
Obligation au titre des rentes constituées à la fin de l'exercice précédent	249 873 $	194 991 $
Coût des services rendus	17 710	14 866
Intérêts débiteurs	14 048	12 591
Perte actuarielle (gain)	(45 179)	27 425
Obligation au titre des rentes constituées à la fin de l'exercice	236 452 $	249 873 $
Rapprochement de la situation de capitalisation par rapport au passif au titre des rentes constituées		
Déficit à la fin de l'exercice (ci-dessus)	236 452 $	249 873 $
Gain actuariel net non amorti	72 152	27 256
Passif au titre des rentes constituées	308 604 $	277 129 $

(b) Régime de pension à prestations déterminées interentreprises

L'Office cotise à un régime de retraite en vertu de la Loi sur la pension de la fonction publique administrée par la province de la Nouvelle-Écosse. L'Office verse des cotisations égales à celles des employés, selon le calcul suivant : 6,4 % (2006 - 6,4 %) sur la partie du salaire qui est égale à ou inférieure au « maximum des gains annuels ouvrant droit à pension » (MGAP) au Régime de pensions du Canada et 8 % (2006 - 8 %) sur la partie du salaire qui est supérieure au MGAP. L'Office a constaté des contributions s'élevant à 172 328 $ en 2007 (2006 - 172 949 $). Il n'y a plus aucune autre obligation en ce qui a trait aux services antérieurs au 31 mars 2007.

9. Autres charges sociales à la retraite

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers fournit d'autres avantages sociaux à ses employés à la retraite en souscrivant au Programme d'assurance-maladie de la Nouvelle-Écosse. Les charges sociales à la retraite autres que les rentes de retraite sont financées selon des primes échelonnées. L'Office finance ce programme avec l'encaissement des cotisations. Aucun actif n'a été séparé pour permettre le financement des charges sociales à la retraite autres que les rentes de retraite, ni affecté à leur financement.

Une évaluation actuarielle a été préparée pour la première fois pour l'exercice qui s'est terminé le 31 mars 2006. L'évaluation était fondée sur un certain nombre d'hypothèses quant à des évènements futurs comme les taux d'inflation, les taux d'intérêt, les taux d'inflation médicaux, les taux d'augmentation des salaires et des rémunérations, le roulement des employés ainsi que la mortalité. Les hypothèses utilisées reflètent les meilleures estimations de l'Office.

9. Autres charges sociales à la retraite (suite)

	2007	2006
Éléments du coût net des pensions		
Coût des services rendus (partie de l'employeur)	**31 700 $**	26 500 $
Intérêts débiteurs	**18 239**	15 571
Perte actuarielle (gain)	**(316)**	29 329
Coûts pour la période	**49 623**	71 400
Différences entre les coûts provenant de la période et les coûts constatés dans la période en ce qui a trait à :		
Perte actuarielle (gain)	**316**	(29 329)
Coût net des charges sociales constaté	**49 939 $**	42 071 $
Hypothèses moyennes pondérées pour les charges		
Taux d'actualisation	**5,25 %**	5,75 %
Taux tendanciel moyen pondéré initial pour les soins de santé	**9,00 %**	10,00 %
Taux tendanciel moyen pondéré final pour les soins de santé	**5,00 %**	5,00 %
Taux final pour l'exercice	**2010**	2010
Hypothèses moyennes pondérées pour divulgation		
Taux d'actualisation	**5,25 %**	5,25 %
Taux tendanciel moyen pondéré initial pour les soins de santé	**8,13 %**	10,00 %
Taux tendanciel moyen pondéré final pour les soins de santé	**4,50 %**	5,00 %
Taux final pour l'exercice	**2015**	2010
Changement aux obligations au titre des rentes constituées		
Obligation au titre des rentes constituées à la fin de l'exercice précédent	**315 700 $**	244 300 $
Coût des services rendus (partie de l'employeur)	**31 700**	26 500
Intérêts débiteurs	**18 239**	15 571
Perte actuarielle (gain)	**(316)**	29 329
Obligation au titre des rentes constituées à la fin de l'exercice	**365 323 $**	315 700 $
Rapprochement de la situation de capitalisation par rapport à l'actif des rentes constituées (passif)		
Déficit à la fin de l'exercice	**365 323 $**	315 700 $
Gain actuariel net non amorti	**(29 013)**	(29 329)
Passif au titre des rentes constituées	**336 310 $**	286 371 $

10. Variation nette des soldes des éléments hors caisse du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation

Rentrées (sorties) nettes résultant de changement des :	2007	2006
Débiteurs	**351 982 $**	(190 618) $
Charges payées d'avance	**(12 261)**	9 056
Créditeurs et charges à payer	**1 446 455**	8 841
Sommes à payer aux gouvernements	**350 658**	321 498
Produits comptabilisés d'avance	**334 519**	-
Subventions différées	**(723 532)**	1 112 394
	1 747 821 $	261 171 $

11. Engagements

L'Office loue divers locaux en vertu d'un bail. Le loyer annuel approximatif pour les cinq prochaines années sera de :

2008	404 133 $
2009	116 091 $
2010	91 678 $
2011	93 629 $
2012	95 579 $

12. Instruments financiers

(a) Juste valeur

Les instruments financiers de l'Office comprennent principalement l'argent comptant, les titres négociables, les créances, les dettes et les charges à payer. La valeur comptable de ces instruments financiers et du passif financier correspond approximativement à leur juste valeur étant donné qu'il s'agit d'instruments à court terme.

(b) Gestion du risque de crédit

L'Office est exposé à un risque de crédit sur les créances de ses clients. Pour réduire son risque de crédit, l'Office a adopté des politiques de crédit comprenant l'analyse de la position financière de ses clients et l'examen régulier de leur marge de crédit. Aucun des clients individuels de l'Office ne l'expose à un risque important.

13. Chiffres comparatifs

Dans certains cas, certains chiffres comparatifs ont été précisés de nouveau pour être conformes à la présentation des résultats du présent exercice.